

Cálculo De Pérdidas Técnicas En Redes De Distribución Con Generación Distribuida

J. Viera, *Subgerente Sector Planificación y Estudios de Redes – UTE*,
y G. Bonessi, *Ingeniera Sector Planificación y Estudios de Redes – UTE*

Extracto Se propone una metodología simplificada para el cálculo de la energía de pérdidas técnicas en redes de distribución a las que se conecta generación distribuida. La misma utiliza la curva de carga anual medida de la red asociada al generador distribuido, a partir de la cual se definen tres escenarios de demanda. Para cada escenario se corre un flujo de carga y se calculan las pérdidas de potencia, las que con alguna hipótesis adicional sobre la curva anual de generación se convierten en energía anual de pérdidas. Se ejemplifica la aplicación de la metodología con un caso concreto.

Índice de Términos--Curva de demanda, Generación distribuida, Pérdidas técnicas.

I. NOMENCLATURA

MT: media tensión (6, 15, 31,5 y 60 kv).

II. INTRODUCCIÓN

SE presenta en este trabajo la metodología de cálculo de variación de las pérdidas técnicas de potencia y energía en redes de distribución debido a la conexión a las mismas de Generación Distribuida (GD).

La necesidad de desarrollar dicha metodología surge inicialmente en el marco de llamados licitatorios de compraventa de energía eléctrica por parte de UTE a centrales generadoras cuya fuente primaria sea energía eólica, biomasa o hidráulica.

Se plantea realizar el cálculo de las pérdidas técnicas con un doble objetivo:

- Analizar el impacto en sí mismo sobre las pérdidas que tiene la conexión de una central generadora a la red de distribución.
- Tener una cuantificación del costo de las pérdidas para usarlo en el comparativo técnico-económico que define cómo se realiza la conexión a la red de distribución de una central generadora cuando se presenta para la misma más de una alternativa de conexión.

Se presentan 2 métodos, uno aplicado a centrales generadoras que produzcan a partir de fuente primaria de energía biomasa o hidráulica y el otro para las que produzcan a partir de fuente primaria de energía eólica.

Se ejemplifica la metodología con su aplicación a un caso real de inserción de una central hidroeléctrica a ejecutarse en breve.

III. METODOLOGÍA

A. Modelado de la Demanda

Con la curva anual más reciente disponible de la potencia activa consumida por la red de distribución afectada por el generador, se construye una curva monótona decreciente. Esta curva puede corresponder por ejemplo a una salida de MT ó a un transformador de transmisión.

A partir de la monótona decreciente se crea una nueva curva con 3 escalones de demanda (máxima, media y mínima) tal como se ilustra en la figura 1.

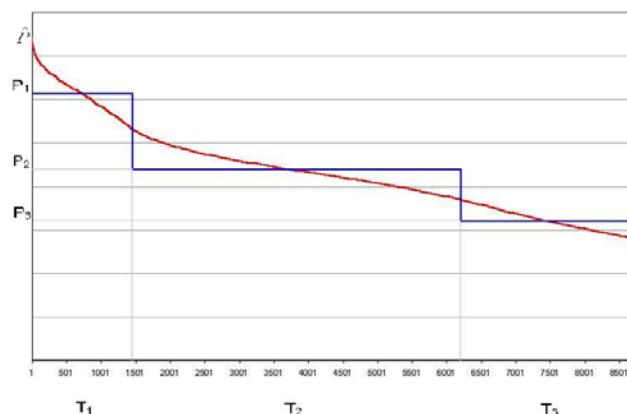


Fig. 1. Curva monótona decreciente de potencia activa y aproximación escalonada.

Los tiempos (T_i) de duración de cada escenario de demanda son los que siguen:

Demanda máxima: $T_1 = 1.460$ horas.

Demanda media: $T_2 = 4.745$ horas.

Demanda mínima: $T_3 = 2.555$ horas.

Se cumple: $\sum_i T_i = 8.760$ h.

Estos tiempos equivalen a considerar que en cada día del año la demanda máxima se prolonga por 4 horas, la media por 13 horas y la mínima por 7 horas.

La demanda (P_i) correspondiente a cada escenario de demanda resulta de imponer que durante T_i se tenga la misma energía que la registrada, y se calcula como:

$$P_i = \frac{A_i}{T_i}$$

Donde:

A_i : Área debajo de la curva monótona anual de la potencia activa durante el escenario de demanda i , para el

tiempo T_i (MWh)

T_i : Duración del escenario de demanda i (h).

El cálculo de A_i se realiza como sigue:

Se parte de la curva anual de la potencia activa disponible, llevada a base horaria. La suma de los primeros 1.460 valores de la monótona decreciente de dicha curva es A_1 , la suma de los siguientes 4.745 valores es A_2 y la suma de los últimos 2.555 valores es A_3 .

A partir de los valores de demanda de cada escenario se calculan los factores (f_i) a ser aplicados a la potencia pico de todos los nodos de carga exceptuando el nodo de generación. De esta manera se obtienen las cargas para cada escenario de demanda a ser utilizadas para el cálculo de los flujos de carga definidos en los puntos B y C.

$$f_i = \frac{P_i}{\hat{P}}$$

Donde:

P_i : Demanda según el escenario i (MW)

$\hat{P}$: Carga pico asociada a la zona de influencia del generador (MW)

B. Energía de Pérdidas en la Red Sin Generación

Se modela toda la red de distribución cuyos flujos de potencia en configuración normal son afectados por la presencia de la central generadora.

A las cargas pico se les aplican los factores f_i calculados según ítem A, determinando así las cargas para los distintos escenarios de demanda.

Se realizan los flujos de carga para cada uno de estos escenarios obteniéndose las pérdidas en kW en los conductores y transformadores de la red involucrada.

Para calcular la energía anual de pérdidas se multiplican las pérdidas anteriores por las horas correspondientes a la duración del escenario de demanda, según la siguiente fórmula.

$$E_{PSG} = \sum_{i=1}^3 P_{PSGi} T_i$$

Donde:

E_{PSG} : Energía anual de pérdidas sin central generadora (MWh)

P_{PSGi} : Potencia de pérdidas en las instalaciones de distribución asociadas al generador en el escenario de demanda i sin la central generadora generando (MW).

T_i : Duración del escenario de demanda i (h).

C. Energía de Pérdidas en la Red Con Generación

El cálculo de la energía de pérdidas en la red con la central generadora generando varía según la fuente primaria de energía utilizada por la central. A continuación se presentan 2 métodos, uno aplicado a centrales que produzcan a partir de fuente primaria de energía biomasa o hidráulica y el otro para las que utilizan como fuente primaria la energía eólica.

i- Fuente primaria de energía biomasa o hidráulica

Para biomasa y centrales hidráulicas se considera que una

fracción del año igual al factor de capacidad (f_C) de la fuente, la central generadora genera a potencia plena (P_C) y el resto del año no genera, según se muestra en la figura 2.

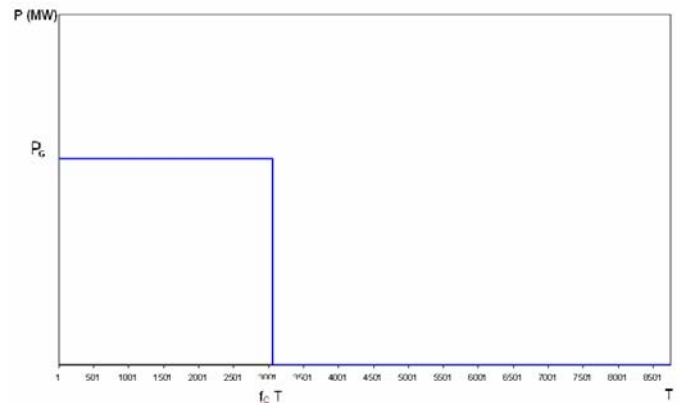


Fig. 2. Potencia generada por la central durante un año.

Los factores de capacidad considerados por defecto son:

Biomasa: 0,80.

Energía Hidráulica: 0,50.

Para cada uno de los escenarios de demanda descritos se realizan los flujos de carga para el modelo de la red con la central generadora conectada, obteniéndose las pérdidas en kW en los conductores y transformadores de la red involucrada.

Para calcular la energía de pérdidas anual con la central generadora, se multiplican las pérdidas anteriores por las horas correspondientes a la duración de cada escenario afectadas por el factor de capacidad y en el resto del año se maneja la energía de pérdidas calculada con la red sin generación, según se muestra en la fórmula que sigue.

$$E_{PCG} = f_C \sum_{i=1}^3 P_{PCGi} T_i + (1 - f_C) E_{PSG}$$

Donde:

E_{PCG} : Energía anual de pérdidas técnicas con generación (MWh)

f_C : Factor de capacidad de la central generadora

P_{PCGi} : Potencia de pérdidas en las instalaciones de distribución asociadas generador, con el mismo generando a plena potencia, en el escenario de demanda i (MW).

T_i : Duración del escenario de demanda i (h).

E_{PSG} : Energía anual de pérdidas técnicas sin generación (MWh)

ii- Fuente primaria de energía eólica

Se efectúan los mismos cálculos de potencia de pérdidas que los realizados para las fuentes primarias de energía biomasa o hidráulica.

La diferencia es que en este caso para pasar la potencia de pérdidas a energía de pérdidas se utiliza el factor de pérdidas anual f_P calculado según la fórmula que sigue:

$$f_P = x \times f_C + (1 - x) f_C^2$$

Donde:

f_p : Factor de pérdidas anual.

f_c : Factor de capacidad de la central generadora, con valor 0,35.

x : Variable cuyo valor depende de la forma de la curva de generación, con valor recomendado de 0,3.

Para los valores recomendados resulta $f_p = 0,19$.

La energía de pérdidas anual se calcula en este caso según se indica a continuación:

$$E_{PCG} = f_p \sum_{i=1}^3 P_{PGi} T_i$$

Donde:

E_{PCG} : Energía anual de pérdidas técnicas con generación (MWh)

f_p : Factor de pérdidas anual.

P_{PGi} : Potencia de pérdidas en las instalaciones de distribución asociadas al estudio, con la central generadora generando a plena potencia, en el escenario de demanda i (MW).

T_i : Duración del escenario de demanda i (h).

IV. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se aplica la metodología descrita en el estudio de conectividad de una central generadora de fuente primaria hidráulica, ubicada en la represa Paso Severino sobre el Río Santa Lucía Chico en el Departamento de Florida.

La potencia horizonte de generación para la central es de 3 MW, siendo factible que inicialmente se arranque con una sola máquina de 1,5 MW y se incorpore a futuro una segunda hasta completar la potencia horizonte.

La red de distribución más cercana a la central es una salida en 31,5 kV de la estación de transmisión Florida. Esta salida alimenta en configuración normal a cuatro estaciones reductoras y a un cliente. La carga de esta salida varía entre 2,5 y 6,8 MVA considerando el valle y el pico anual.

La alternativa de conexión propuesta es a través de una línea de 95/15 ACSR con un recorrido de aproximadamente 10 km.

En la figura que sigue se muestra la ubicación de la central generadora Paso Severino, la red de distribución próxima a la misma y la propuesta de conexión.

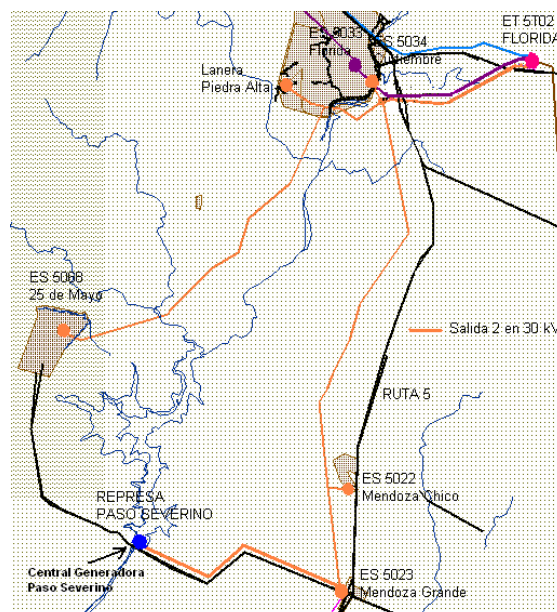


Fig. 3. Central generadora Paso Severino y red de distribución vinculada.

Las potencias de pérdidas técnicas en la red de distribución asociada al estudio para los tres escenarios de demanda definidos en III.A y para la condición con la central sin generar ó generando 1,5 o 3 MW se dan en la siguiente tabla.

TABLA I
POTENCIA DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN (kW)

Condición	Escenario demanda máxima	Escenario demanda media	Escenario demanda mínima
Sin generador	91	62	36
Generador 1,5 MW	67	48	32
Generador 3 MW	102	91	84

Con los resultados anteriores se calcula la energía de pérdidas anual.

TABLA II
ENERGÍA DE PÉRDIDAS TÉCNICAS ANUAL (MWh)

Condición	E_{PSG} y E_{PCG}
Sin generador	520
Generador 1,5 MW	464
Generador 3 MW	659

Se observa que en la condición con la central de generación de 1,5 MW las pérdidas en la red de distribución disminuyen un 11 % respecto a la condición sin generación, pero con la central de 3 MW estas pérdidas aumentan un 27 %. Esto se debe a que 3 MW de generación excede el consumo local y hay que transportar parte de esta potencia aguas arriba una distancia considerable.

V. BIOGRAFÍAS

Julián Viera Ingeniero Electricista y en Computación, nacido en Melo, Uruguay, el 12 de Marzo de 1966. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (1993 y 2006). Desde 1998 se desempeña como Planificador de Redes de Distribución en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Una de sus responsabilidades es determinar la conectividad óptima de centrales generadoras a las redes de subtransmisión de UTE.

Gabriela Bonessi Ingeniera Electricista, nacida en Salto, Uruguay, el 18 de Setiembre de 1972. Egresada de la Universidad de la República, UDELAR (2004). Miembro de la IEEE desde 1998 a 1999. Actualmente se desempeña en el cargo de Especialista en Planificación en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Dentro de UTE, participa en los estudios de inserción de Generación Distribuida en la red de distribución de UTE.